

c2

**NACIONES UNIDAS  
COMISIÓN ECONÓMICA  
PARA AMÉRICA LATINA  
Y EL CARIBE – CEPAL**



Distr.  
LIMITADA

LC/MEX/L.362  
14 de septiembre de 1998

ORIGINAL: ESPAÑOL



**ISTMO CENTROAMERICANO: INFORME SOBRE ABASTECIMIENTO  
DE HIDROCARBUROS, 1997**



## ÍNDICE

	<u>Página</u>
PRESENTACIÓN .....	1
RESUMEN .....	3
I. LA SITUACIÓN ACTUAL DEL ABASTECIMIENTO PETROLERO DE LA REGIÓN .....	6
1. La demanda de derivados del petróleo .....	6
2. La refinación .....	10
3. Las importaciones de crudo y productos derivados .....	12
II. EL MERCADO MUNDIAL DEL PETRÓLEO EN 1997.....	19
1. El comportamiento de los precios del petróleo .....	19
2. Eventos relevantes en los países abastecedores del Istmo .....	21
III. LA COOPERACIÓN REGIONAL EN EL SUBSECTOR HIDROCARBUROS .....	26
1. Proyecto CEPAL/República Federal de Alemania para el mejoramiento del abastecimiento de hidrocarburos, Fase VI .....	26
2. V Reunión del CCHAC .....	28
IV. LOS AVANCES EN LA TRANSFORMACIÓN DEL SUBSECTOR HIDROCARBUROS .....	29
1. Costa Rica .....	29
2. El Salvador .....	30
3. Guatemala .....	31
4. Honduras .....	32
5. Nicaragua .....	33
6. Panamá .....	33



## **PRESENTACIÓN**

Este informe sobre el abastecimiento de hidrocarburos en el Istmo Centroamericano durante 1997 fue elaborado en el marco del proyecto de asistencia técnica que ejecuta la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), sobre la base de un convenio con la República Federal de Alemania.

Se expone una actualización de la estructura de la demanda de derivados del petróleo, de las actividades de refinación y almacenamiento, así como de la procedencia de las importaciones de hidrocarburos y los costos del abastecimiento. Asimismo, se reseñan los avances en los procesos de reforma de los respectivos subsectores petroleros nacionales, el marco de la cooperación regional del subsector y las actividades realizadas durante 1997, en cumplimiento del mencionado proyecto.



## RESUMEN

La demanda total de hidrocarburos en el Istmo Centroamericano aumentó 8.6% en 1997, habiendo llegado a 68.1 millones de barriles, tras una caída de 3.5% en el año anterior y un crecimiento sostenido de 11% promedio anual durante el primer quinquenio de los noventa. Este comportamiento se explica principalmente por el fuerte aumento del consumo para generación de electricidad y, en menor medida, a que se reactivó la demanda final gracias al mejor desempeño de la economía. En El Salvador y Panamá se dieron las alzas más notables de 1997 (19.4% y 12.2%, respectivamente), mientras que en Costa Rica el consumo total de combustibles sólo aumentó 0.3%.

El consumo final de derivados del petróleo, que excluye los combustibles utilizados para la producción de electricidad, totalizó 55.2 millones de barriles en 1997. Si bien la tasa de crecimiento (5.7%) fue superior a la del año anterior (2%), no superó al promedio de la primera mitad de los años noventa (7.5%).

El requerimiento de combustibles para la generación de electricidad se elevó 23% en 1997, situándose en 12.9 millones de barriles (28.4% de los cuales fue diesel), luego de una disminución de 24% en el año previo y un dramático crecimiento de 37.5% promedio anual entre 1990 y 1995. La rápida recuperación de 1997 se debió a que el consumo de electricidad aumentó 8.2%, mientras que la generación de origen hidráulico sólo avanzó 0.8%. El mayor aumento en la demanda de combustibles se presentó en El Salvador (54%), en tanto que en Costa Rica disminuyó a menos de la mitad.

En 1997 las importaciones totales de hidrocarburos ascendieron a 79.8 millones de barriles, es decir, un promedio de 218,600 barriles por día, lo que arroja un aumento de 6.4% en relación con 1996. Del volumen importado, 54.8% correspondió a derivados del petróleo, 36.6% a crudos naturales y 8.6% a crudos reconstituídos. Del total de derivados (43.8 millones de barriles), 36.9% correspondió al diesel, 18.9% a *fuel oil*, 18.5% a la gasolina premium, 6.3% a la gasolina regular, 11.5% al gas licuado y el restante 7.9% a querosinas y otros productos.

El valor total de la importación de petróleo y derivados en 1997 alcanzó 1,833 millones de dólares (cif), cantidad apenas 0.4% superior al año precedente debido a que la reducción de los precios de los hidrocarburos en los mercados internacionales permitió compensar el aumento en el volumen importado. Debido al mejoramiento de la actividad externa de las economías de la región, el peso de las importaciones de hidrocarburos con respecto a las exportaciones totales de bienes y servicios disminuyó de 9.5% en 1996 a 8.4% en 1997.

Aunque en 1997 Venezuela continuó siendo el principal abastecedor de hidrocarburos al Istmo Centroamericano, su participación en el mercado se redujo significativamente, de 42.4% en 1996 a 36% al año siguiente. En este período avanzaron las participaciones de los Estados Unidos (de 17.1% a 19.5%) y México (3.7% a 5.9%), mientras que disminuyeron ligeramente las de Ecuador (19.9% a 19.3%) y Colombia (6.1% a 5.8%).

Costa Rica, a través de su empresa estatal, continuó importando derivados del petróleo a los precios fob más bajos de la región, similares a los reportados en Platt's para la Costa del Golfo de los Estados Unidos, y con fletes muy competitivos.

El proyecto de modernización de la refinería de Costa Rica, que comenzó en septiembre de 1996 con la ingeniería básica, continuó con las obras de construcción en diciembre de 1997. En la refinería de Nicaragua se realizaron inversiones para eliminar cuellos de botella y elevar la capacidad de producción de 14,000 a 18,500 barriles diarios.

En 1997 los precios del petróleo comenzaron a perfilarse por un sendero descendente, después de haber observado, en diciembre de 1996, las cotizaciones más elevadas después de la Guerra del Golfo. En un mercado saturado, donde la oferta mundial creció (3.5%) más rápido que la demanda (3.1%), el valor de los crudos de México y Venezuela cayó en alrededor de 11%, con respecto a su valor promedio del año precedente, cerrando el año en cerca de 16 dólares por barril. En total, el consumo mundial alcanzó los 73.8 millones de barriles diarios. Cabe destacar que la producción de Venezuela se incrementó notablemente (8.1%), en tanto que la de otros proveedores del Istmo se mantuvo sin cambios mayores: México 2.2%, Ecuador 0.3% y Estados Unidos -1%.

Entre los cambios más significativos por país se cuenta en Venezuela la reestructuración de Petróleos de Venezuela, S. A. (PDVSA) y la apertura de mayores espacios al capital privado en materia de exploración y producción de hidrocarburos; en México, el incremento en las inversiones para la recuperación secundaria de petróleo, el desarrollo de las reservas de gas natural y la conversión profunda en refinerías; en Ecuador, el incremento en la capacidad de transporte del oleoducto transecuatoriano y la modernización del parque refinador.

En materia de cooperación regional, se continuó ejecutando la sexta fase del proyecto CEPAL/República Federal de Alemania para el mejoramiento del abastecimiento de hidrocarburos, habiéndose publicado los reportes estadísticos y el informe de abastecimiento correspondientes al año 1996. Adicionalmente se preparó un estudio especial con relación a un reglamento modelo de medio ambiente para el subsector hidrocarburos, el cual fue presentado en un seminario, realizado en Tegucigalpa, Honduras, en octubre de 1997. Asimismo se prepararon una actualización del análisis comparativo de leyes de importación y comercialización de hidrocarburos en la región, y un estudio sobre las referencias para determinar el costo de suministro de productos petroleros en el Istmo Centroamericano y el Caribe.

Un acontecimiento importante para esta cooperación regional fue la aprobación de dos proyectos para el subsector hidrocarburos, durante la reunión del Grupo Consultivo Regional coordinado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), que se celebró en Bruselas, en octubre de 1997. En este sentido, el BID decidió financiar, a través de la Facilidad de Cooperación Técnica del Fondo Multilateral de Inversiones (FOMIN), el proyecto de armonización e integración del mercado de hidrocarburos en América Central. Adicionalmente, la República Federal de Alemania tomó la decisión de financiar el proyecto de fortalecimiento ambiental y uso racional de hidrocarburos. Estos proyectos tienen una duración de tres años, y la CEPAL es la unidad ejecutora elegida por los países para ambos.



Durante el año 1997 se llevaron a cabo la IX Reunión Regional del Proyecto CEPAL/República Federal de Alemania y la V Reunión del Comité de Cooperación de Hidrocarburos de América Central, ambas en octubre, en la ciudad de Panamá, Panamá.

Por otro lado, durante 1997 los países de la región continuaron sus esfuerzos para transformar el subsector, consolidando los cambios que se iniciaron en años anteriores. Un hecho muy importante fue la aprobación de las leyes de comercialización y/o suministro en Guatemala y Nicaragua.

En el primer país, la ley cubre todos los aspectos relacionados con la cadena del suministro petrolero: importación, refinación y transformación, almacenamiento, transporte, estaciones de servicio y expendios de gas licuado (GLP), exportaciones, licencias, infracciones, sanciones y protección del medio ambiente. La aplicación de esta ley está encomendada al Ministerio de Energía y Minas, a través de la Dirección General de Hidrocarburos. Asimismo, Guatemala viene observando un incremento importante en el número de actores que operan en el mercado petrolero nacional, lo cual puede facilitar en el futuro las condiciones de competencia en su suministro de hidrocarburos.

En Nicaragua la ley define el marco institucional, los aspectos relacionados con licencias y autorizaciones, las normas y especificaciones de calidad, la seguridad y protección al medio ambiente, el tratamiento de casos de emergencia y planes de contingencia, la promoción de la competencia, el régimen tributario y las disposiciones administrativas. La mencionada ley encarga al Instituto Nicaragüense de Energía su aplicación.

En Costa Rica resalta el inicio de operaciones de una nueva empresa de distribución de GLP, así como la decisión de la autoridad reguladora de mantener precios regulados para las ventas de dicho gas. Por su lado, en El Salvador comienza actividades una nueva terminal de GLP, y se reporta un incremento en la capacidad de almacenamiento en otra terminal marítima. En Honduras, el Congreso Nacional aprobó el año pasado el decreto mediante el cual se exonera de pago de los impuestos arancelarios aplicables a la importación de derivados de petróleo que adquiera la empresa estatal de electricidad, así como las empresas privadas de generación eléctrica que vendan su producción a la primera. Al finalizar el mismo año, dos empresas petroleras firmaron una alianza estratégica para la distribución de GLP, lo cual implica la ampliación de terminales para almacenamiento en San Lorenzo, en la costa del Pacífico.

Por otra parte, en las zonas libres de petróleo en Panamá han continuado incrementándose el número de empresas, de forma que en 1997 operaban 19. La nueva empresa importadora de GLP llegó a suministrar el 54% del consumo nacional de este combustible en ese año.

## I. LA SITUACIÓN ACTUAL DEL ABASTECIMIENTO PETROLERO DE LA REGIÓN

### 1. La demanda de derivados del petróleo

#### a) El consumo total

La demanda total de derivados del petróleo en el Istmo Centroamericano aumentó 8.6% en 1997. Si bien este ritmo contrasta con la reducción de 3.5% ocurrida el año anterior, se retoma el crecimiento sostenido registrado durante el primer quinquenio de los noventa (11% en promedio anual). Este comportamiento se explica principalmente por el fuerte aumento del consumo para generación de electricidad y, en menor medida, a que se reactivó la demanda final gracias al mejor desempeño de la economía. En El Salvador y Panamá se dieron las alzas más notables de 1997 (19.4% y 12.2%, respectivamente), mientras que en Costa Rica el consumo total de combustibles sólo aumentó 0.3%. La demanda total de hidrocarburos en la región pasó de 62.6 millones de barriles en 1996 a 68.1 millones en 1997.<sup>1</sup> Con respecto al mercado regional, Guatemala representa poco más de la cuarta parte, en tanto que Nicaragua sólo aporta 10% y Honduras 13%; los demás países ocupan fracciones similares del mercado de aproximadamente 17% del total.

#### b) El consumo final y su estructura por producto

El consumo final de derivados del petróleo, que excluye los combustibles utilizados para la generación de electricidad, totalizó 55.2 millones de barriles en 1997. Si bien la tasa de crecimiento (5.7%) fue superior a la del año anterior (2%), no superó al promedio de la primera mitad de los años noventa (7.5%). (Véase el gráfico 1.) El comportamiento del consumo final de hidrocarburos se relaciona sobre todo con el desarrollo de la actividad económica de la región. Así, el producto interno bruto (PIB) del conjunto de los cinco países centroamericanos aumentó 4% en 1997, frente a 2.1% de 1996 y 4.4% en promedio para el período comprendido entre 1990 y 1995; en Panamá estas tasas fueron de 4.4%, 2.4% y 5.5%, respectivamente.<sup>2</sup>

Cabe destacar que durante el período 1990-1997, la tasa de crecimiento del consumo final de hidrocarburos en la región (6.4% en promedio anual) fue 1.5 veces la correspondiente al indicador de la actividad económica (4.2%). Si bien la evolución de esta relación depende del desarrollo de los medios de transporte, del peso que las ramas intensivas en energía (especialmente la cementera) tengan en la estructura de la actividad económica, del energético usado para la cocción de alimentos, de la eficiencia en el uso de los combustibles y de otros factores, no deja de ser indicativa del gran peso que los hidrocarburos continuarán teniendo en el futuro. Debido a los factores antes

---

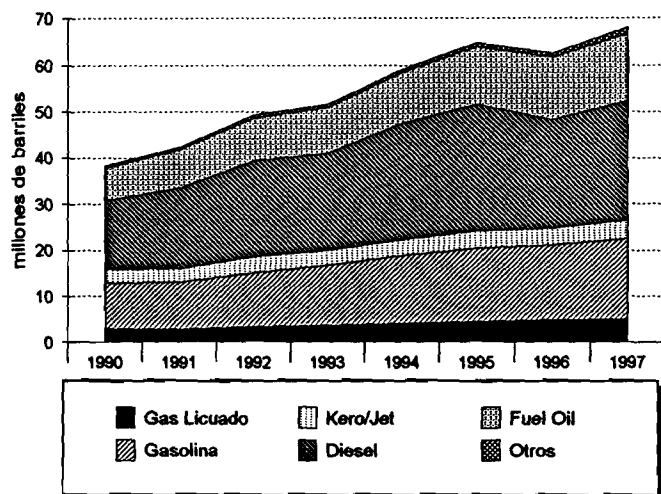
<sup>1</sup> Estas cifras no incluyen las ventas de búnker a barcos de bandera extranjera realizadas por Panamá, que se consideran exportaciones.

<sup>2</sup> Véase *Centroamérica: Evolución económica durante 1997* (LC/MEX/L.356) y *Panamá: Evolución económica durante 1997* (LC/MEX/L.350).

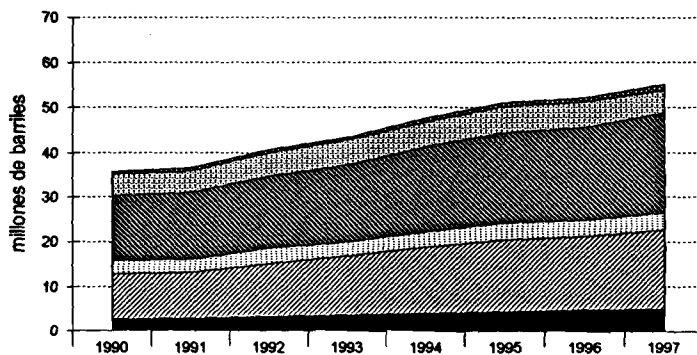
Gráfico 1

## ISTMO CENTROAMERICANO: CONSUMO DE DERIVADOS DEL PETROLEO

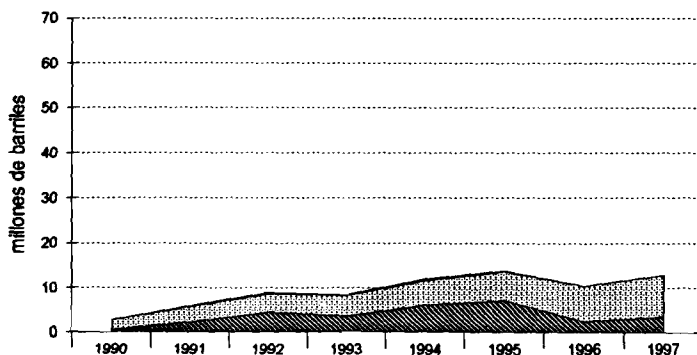
## Consumo Total



## Consumo Final



## Consumo en Gen. Eléctrica



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

mencionados, también existen diferencias entre las elasticidades del consumo final de combustibles con respecto al PIB de cada país. En Honduras se presenta la más baja respuesta en la demanda de hidrocarburos ante variaciones en la actividad económica, mientras que Nicaragua se encuentra en el otro extremo. (Véase el cuadro 1.)

Cuadro 1

RELACIÓN ENTRE LAS TASAS DE CRECIMIENTO DEL CONSUMO FINAL  
DE HIDROCARBUROS Y LA ACTIVIDAD ECONÓMICA, 1990 A 1997

	Consumo final (tasa promedio)	PIB (tasa promedio)	Elasticidad
Istmo Centroamericano	6.4	4.2	1.52
Costa Rica	6.7	3.6	1.86
El Salvador	9.0	5.3	1.70
Guatemala	5.8	4.1	1.42
Honduras	3.8	3.7	1.03
Nicaragua	4.9	2.4	2.04
Panamá	7.8	4.9	1.59

Excluyendo de nuevo los combustibles utilizados en la generación de electricidad, entre 1990 y 1997 la estructura de la demanda regional de derivados del petróleo acusa una tendencia expansiva en la participación de la gasolina; así, mientras que dicho producto en el primer año citado representaba 27.6% del consumo final, en 1997 esta proporción se había extendido a 31.5%, como resultado de un ritmo de crecimiento de la demanda (8.4% anual) superior al resto de los productos del petróleo. En los indicadores nacionales, este comportamiento global se presenta en Costa Rica, Guatemala y Honduras, mientras que en El Salvador y Panamá la participación de la gasolina ha sido estable y en Nicaragua ha disminuido. Costa Rica continuó siendo el país con la más alta penetración de este combustible en 1997 (36.6%), no obstante que la demanda de gasolina creció a un ritmo menor que el consumo final por primera vez en la década, en tanto que Nicaragua se mantiene en el otro extremo (20.9%).

El gas licuado ha sido casi tan dinámico (8.3% de crecimiento anual durante los noventa) como la gasolina, y ha presentado las tasas más altas (aproximadamente 14%) en Honduras y El Salvador. En este último país el gas licuado significó 13.2% del consumo final de derivados del petróleo durante 1997, en tanto que en Honduras esta proporción alcanzó sólo 4.5%. En Costa Rica, la participación de este combustible también es baja (5.4%), a raíz del difundido uso de la estufa eléctrica en la cocción de alimentos. A pesar de que la tasa de crecimiento del consumo de gas licuado en Panamá ha sido la menor de la región (4.5% por año), y su peso se ha estado reduciendo en la demanda final, su penetración representó 10.7% en 1997. En el plano regional, durante los últimos siete años la participación de este producto se elevó de 8.4% a 9.5%.

Una trayectoria inversa se verifica en las querosinas, cuya demanda creció entre 1990 y 1997 a una tasa promedio (4.3%) inferior a la del consumo final de hidrocarburos y, por ende, su participación pasó de 8.2% a 7.1%. Esta tendencia se reveló más marcada en Honduras, donde su participación disminuyó de 14% a 7.9%, en el mismo período. En contraste, en Costa Rica el requerimiento de querosinas ha avanzado a tasas muy altas (9.4% en promedio), por lo que su contribución a la demanda final de derivados del petróleo se elevó de 5.4% a 6.5% durante los años citados. En 1997 la participación más alta se registró en Panamá (12.5%, proporción muy superior al resto de los países de la región), dato que refleja tanto la importancia tradicional de su tráfico aéreo como un fuerte crecimiento en el consumo (20% en promedio) durante los últimos cuatro años.

La penetración del *fuel oil* en el consumo final de hidrocarburos ha sido baja y con tendencia al descenso. Durante la década de los noventa la participación de este combustible se ha reducido de 13% a 10%. En Panamá, la participación de los combustibles pesados es aproximadamente la mitad que en los otros países, debido al menor peso de la industria frente al sector terciario de la economía. La demanda de *fuel oil* está muy ligada a la producción de cemento, industria que requiere cerca del 40% del consumo regional de este combustible para uso no termoeléctrico, por lo cual su comportamiento a través del tiempo muestra mucha mayor volatilidad que el resto.

El diesel constituye el producto más demandado, con una participación relativamente estable de 40% en el consumo final de la región entre 1990 y 1997, y una tasa de crecimiento de 6.3%. Si bien este combustible registra el mayor consumo en cada país, su participación evolucionó de forma heterogénea. Precisamente, disminuyó en Costa Rica y Guatemala, aumentó en Nicaragua y Panamá y se movió sin tendencia clara en el resto. Durante el período citado, las tasas de crecimiento más altas corresponden a El Salvador y Panamá (9.6% y 9%, respectivamente), y la más baja a Costa Rica (4.6%). En 1997 la participación del diesel en el consumo final de hidrocarburos fue superior a 47% en Honduras y cercano a 50% en Nicaragua, mientras que en los otros países representó poco más de 38%.

### c) El consumo para la generación de electricidad

En 1997 la producción de electricidad consumió 12.9 millones de barriles de combustibles (28.4% de los cuales fue diesel), volumen 23% superior al del año anterior, en el cual se había reducido 24%. El mayor aumento en el consumo del año mencionado se presentó en El Salvador (54%), seguido por Guatemala y Panamá con 37% cada uno; en Honduras avanzó 18%, en Nicaragua fue cercano a 5%, mientras que en Costa Rica se redujo 58%. Este comportamiento contrasta con la reducción generalizada del consumo en casi todos los países de la región durante 1996. Cabe destacar que el consumo de hidrocarburos en plantas eléctricas ubicadas en Guatemala <sup>3</sup> y El Salvador representó en 1997 casi la mitad (48%) del total de combustibles destinados a esta actividad en el Istmo Centroamericano, con volúmenes muy similares en ambos países, mientras que Costa Rica sólo significó el 3%.

---

<sup>3</sup> En Guatemala destaca la creciente participación de industrias (acero, cemento y, principalmente, azúcar) que venden a la red cantidades importantes de electricidad. Así, en 1997 poco más de un tercio de la energía eléctrica producida con combustibles que se manejó en el sistema interconectado nacional fue suministrada por estas empresas, frente a sólo 8% en 1995.

Entre 1990 y 1995 el requerimiento de hidrocarburos para generación de electricidad se elevó drásticamente (37.5% promedio anual), a causa de las sequías de 1991 y 1994, el alto crecimiento de la demanda de energía eléctrica (6.4%) derivado del mejoramiento de la actividad económica, así como por la ausencia de nuevos proyectos hidroeléctricos. Sin embargo, en 1996 la situación cambió de forma radical. Así, la generación hidroeléctrica se amplió 18.4%, principalmente gracias a la mayor disponibilidad de agua en los embalses y, en menor grado, a la entrada en operación de un proyecto mediano de generación hidroeléctrica en Costa Rica (100 MW); aunado a esto, el menor dinamismo de la economía indujo una atenuación de las ventas de energía eléctrica (4.4%). La rápida recuperación del requerimiento de combustibles de 1997 se debió a que mientras el consumo de electricidad creció 8.2%, la generación hidroeléctrica sólo avanzó 0.8%. Como resultado, la producción de electricidad a base de combustibles respecto al total pasó de 35.1% en 1995 a 28.2% y 32.9% en los años siguientes. (Véase el cuadro 2.) De esta manera, con relación a la demanda total de hidrocarburos, el consumo de derivados del petróleo en la generación de electricidad avanzó de 7.3% en 1990 a 21.2% en 1995 (la proporción más alta de la década), retrocedió a 16.7% en 1996 y se incrementó a 18.9% en 1997.

Es importante mencionar que mientras en 1990 el 3.7% del diesel y el 30.9% del combustible pesado consumidos en los seis países de la región se destinaban a la generación de electricidad, en 1995 las proporciones se elevaron a 26% y 52.9%, respectivamente. En los dos años siguientes la participación del *fuel oil* continuó en ascenso hasta llegar a 64.7%, en tanto que la del diesel regresó a niveles bajos, 11.4% en 1996 y 14.1% en 1997. Durante los primeros cinco años, la mayor penetración del diesel fue debido a la saturación de las centrales de vapor existentes, así como al uso intensivo y adiciones recientes de turbinas de gas y máquinas diesel. La marcada reducción en los últimos dos años es atribuible principalmente a que la generación con turbinas de gas disminuyó a menos de la mitad. Se espera que en los próximos años continúe la utilización creciente de combustibles en la generación de energía eléctrica, con excepción de Costa Rica, donde se están construyendo centrales hidroeléctricas y geotérmicas de capacidad mediana. Los demás países siguen recurriendo principalmente a alternativas térmicas para cubrir el incremento de la demanda.

## 2. La refinación

El proyecto de modernización de la refinería de Costa Rica, iniciado en septiembre de 1996 con la ingeniería básica y los aspectos contractuales, continuó con las obras de construcción a partir de diciembre de 1997. Este proyecto, cuya conclusión está prevista para el primer semestre de 1999, comprende principalmente: a) aumentar en dos tercios la capacidad de destilación, para procesar hasta 25,000 barriles diarios de petróleo crudo; b) mejorar el factor de utilización de la unidad viscorreductora, con lo que su capacidad pasaría de 5,100 a 6,500 barriles diarios, y c) modificar la unidad de craqueo térmico.<sup>4</sup> Por otra parte, en la refinería de Nicaragua, la más pequeña de la región, se realizaron inversiones para eliminar cuellos de botella y elevar la capacidad de producción de 14,000 a 18,500 barriles diarios. Las principales modificaciones, realizadas entre 1996 y 1997,

---

<sup>4</sup> Se tiene prevista una fase posterior de modernización que contempla, entre otras, la instalación de una unidad de reformado catalítico para mejorar el octanaje de la nafta pesada, así como una planta de hidrotratamiento de diesel para alcanzar la especificación de 0.05% en peso de azufre en el combustible.

fueron la instalación de una nueva estación de bombeo en el oleoducto y el uso de sistemas de control computarizado para el proceso de refinación.

Cuadro 2

ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACIÓN DE LAS CENTRALES TÉRMICAS  
EN LA GENERACIÓN NETA TOTAL

(Porcentajes)

	Istmo Centroamericano	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1990	8.9	1.3	6.4	7.7	-	38.9	15.9
1991	17.8	4.7	25.8	25.7	-	41.7	26.2
1992	24.7	14.1	23.6	34.4	5.1	51.5	34.0
1993	23.7	9.6	31.5	36.2	8.9	44.1	26.2
1994	32.6	17.5	41.0	50.4	19.0	54.1	27.9
1995	35.1	15.4	42.7	45.3	39.5	58.0	30.4
1996	28.2	8.7	31.9	38.8	33.3	61.2	20.4
1997	32.9	3.1	47.1	50.6	34.8	65.7	27.4

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Los porcentajes consideran únicamente la generación térmica a base de hidrocarburos e incluyen cogeneración y autoproductores.

La baja proporción del búnker en la demanda total durante la década de los ochenta había limitado la participación de las refinerías locales en el suministro y, en consecuencia, el abastecimiento se había efectuado mediante importaciones de los derivados faltantes. La fuerte demanda de este combustible para la generación de electricidad indujo, a partir de 1991, un aumento apreciable en el grado de utilización de las refinerías. Sin embargo, ello no bastó para resolver el tradicional desbalance regional entre las estructuras de producción y consumo, ya que la demanda de destilados también se elevó. En 1997 la demanda regional de gasolina ascendió a 17.4 millones de barriles (25.5% del total) y la de diesel a 26 millones de barriles (38.2%), frente a una producción de 6.2 millones de barriles de gasolina (17.5%) y 10.5 millones de barriles de diesel (29.6%). En contraste, en las refinerías del área se produjeron 16 millones de barriles de búnker que equivalen a 45.1% de la producción total de derivados, para satisfacer un consumo muy similar de 14.3 millones de barriles, pero representan únicamente 20.9% de la demanda total de hidrocarburos.

Sin considerar a Panamá, el conjunto de las cuatro refinerías restantes utilizó 59,000 (85.5%) de los 69,000 barriles diarios de capacidad durante 1997, frente a 54,300 (84.2%) de los 64,500 disponibles el año previo. El aumento en la actividad de refinación se debió principalmente a que en Nicaragua, gracias al aumento en la capacidad, se elevó el volumen de crudo procesado de 12,200 barriles en 1996 a 15,600 miles en 1997 (el máximo histórico de 13,500 barriles había ocurrido en 1994). En Guatemala el petróleo refinado aumentó moderadamente, mientras que en los otros dos

países se mantuvo prácticamente sin cambio. Por su parte, durante el último año la refinería de Panamá procesó 40,700 barriles diarios, es decir, 1.7% más que en el previo.

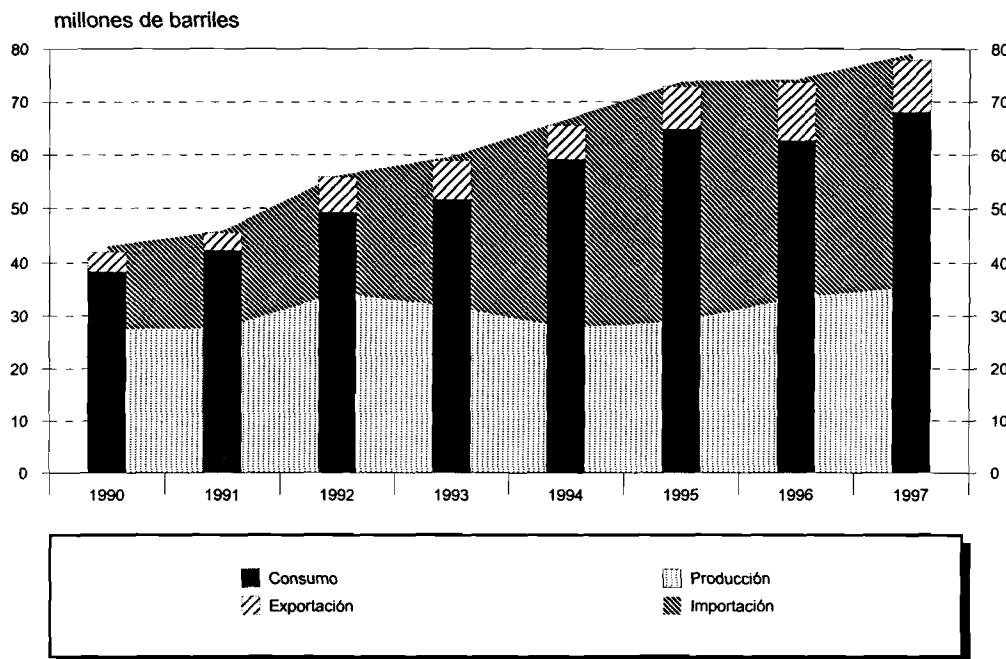
### 3. Las importaciones de crudo y productos derivados

#### a) Volumen, valor y estructura de las importaciones

En 1997 las importaciones de hidrocarburos de los países del Istmo Centroamericano ascendieron a 79.8 millones de barriles, o 218,600 barriles por día, lo que arroja un aumento de 6.4% en relación con 1996. Del volumen total importado, 54.8% correspondió a derivados del petróleo, 36.6% a crudos naturales y 8.6% a crudos reconstituidos, mientras que en 1996 las proporciones habían sido de 54.4%, 30.4% y 15.2%, respectivamente. La importación de productos refinados es mayor que la de petróleo a partir de 1994, y alcanza un máximo histórico de 60.2% (44.9 millones de barriles) al año siguiente. (Véase en el gráfico 2 el balance de derivados.)

Gráfico 2

#### ISTMO CENTROAMERICANO: BALANCE DE DERIVADOS DEL PETROLEO



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.



Del total de derivados importados en la región durante 1997 (43.8 millones de barriles), 36.9% correspondió al diesel, 18.9% al *fuel oil*, 18.5% a la gasolina premium, 6.3% a la gasolina regular, 11.5% al gas licuado y el restante 7.9% a querosinas y otros productos. Estas proporciones son bastante similares a las registradas en 1996, aunque algunas de ellas difieren significativamente con las de años anteriores. Entre los cambios en la estructura de las importaciones de derivados del petróleo del último bienio, comparado con el período 1993-1995, destacan la reducción en la participación del diesel (originalmente en 45%) y la estabilización de la proporción del *fuel oil*, luego de un fuerte crecimiento. Además, aunque las gasolinas han mantenido una cuarta parte de las importaciones de combustibles, ha habido un dramático desplazamiento hacia las de mayor octanaje. Así, mientras que en años anteriores la importación de gasolina regular era mucho mayor que la de gasolina premium, en 1996 esta última fue de poco más del doble que la primera y en 1997 se elevó al triple.

El valor total de la importación de petróleo y derivados en 1997 alcanzó 1,833 millones de dólares (cif), apenas 0.4% superior al año precedente debido a que la reducción de los precios de los hidrocarburos en los mercados internacionales permitió compensar el aumento en el volumen importado. Esto contrasta con lo ocurrido en 1996 cuando la factura de hidrocarburos se elevó 16.8% a causa de una ostensible alza del precio, mientras el volumen permaneció prácticamente sin cambio.

Debido al mejoramiento de la actividad externa de las economías de la región, el peso de las importaciones de hidrocarburos con respecto a las exportaciones totales de bienes y servicios disminuyó en todos los países. Para el Istmo Centroamericano, esta relación pasó de 9.5% en 1996 a 8.4% en 1997. En el último año la proporción de la factura petrolera fue de 6.2% en Costa Rica (277 millones de dólares en valores absolutos), 12.3% en El Salvador (334 millones), 13.4% en Guatemala (435 millones), 10.7% en Honduras (235 millones), 17.3% en Nicaragua (158 millones) y 4.8% en Panamá (394 millones).

Si se consideran los productos contenidos en el petróleo reconstituido, los derivados del petróleo representaron 59.1% del total importado en 1997, proporción apenas inferior a la del año previo. Es de notar que en 1997 se redujo fuertemente la participación de los derivados en Nicaragua, debido a que la mayor capacidad de proceso de su refinería permitió abandonar la importación de *fuel oil* y crudos reconstituidos. Esto fue compensado con un aumento en la participación de los productos del petróleo en las importaciones de El Salvador, ya que el dinámico crecimiento de la demanda, especialmente de combustible pesado, no fue abastecido por la refinería local. La tendencia regional ha marcado un mayor crecimiento en el volumen de las importaciones de derivados que en las compras de crudos naturales. Este comportamiento se observa más claramente si se elimina la distorsión que se generó en 1994 y 1995 cuando, por los daños de un incendio, la refinería de Panamá detuvo sus operaciones por más de cinco meses.

La relación de importación de crudo frente a la de derivados del petróleo presenta diferencias significativas entre países. Panamá, por la sobrecapacidad de su refinería y la exportación masiva de productos pesados, adquiere la menor cantidad relativa de derivados. En contraste, Guatemala posee una capacidad de refinación de productos livianos y medianos inferior a la elevada demanda interna, en tanto que Honduras cerró su refinería. (Véase el cuadro 3.)

Cuadro 3

**ISTMO CENTROAMERICANO: PARTICIPACIÓN DE LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO EN LAS  
IMPORTACIONES TOTALES DE HIDROCARBUROS**

(Porcentajes)

	Istmo Centroamericano	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1986	38.3	27.7	15.3	69.3	74.6	22.7	25.4
1990	43.3	59.2	39.2	71.0	49.6	20.8	12.4
1991	50.9	67.8	41.8	68.8	56.3	49.7	24.6
1992	48.5	57.2	51.8	68.4	69.2	53.6	14.0
1993	55.5	61.7	53.1	70.4	100.0	57.0	20.9
1994	66.8	67.4	65.2	73.2	100.0	58.6	49.1
1995	65.7	59.6	63.2	71.0	100.0	66.4	49.9
1996	59.8	62.7	59.4	76.3	100.0	59.4	25.9
1997	59.1	62.5	67.3	79.9	100.0	24.6	27.1

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Incluye los derivados contenidos en los crudos reconstituidos. Los datos para calcular esta desagregación de los derivados se comenzaron a recopilar a partir del proyecto CEPAL/República Federal de Alemania.

**b) La procedencia de las importaciones**

La procedencia de las importaciones de hidrocarburos había mantenido una estructura relativamente definida durante la década de los ochenta. Se caracterizaba por la participación hegemónica de México y Venezuela (alrededor de dos tercios del abastecimiento total de la región), con ligero predominio de este último país, en virtud del suministro adicional de productos refinados fuera del Convenio de San José. No obstante, a partir de 1989 se presentaron notorios cambios en el origen de las importaciones, entre los que destacan el crecimiento vertiginoso de los Estados Unidos y Ecuador y el descenso drástico de México. Posteriormente, desde 1992 las fuentes de aprovisionamiento se diversificaron aún más. Como resultado, la participación del grupo de los cuatro países antes citados descendió de 94.6% en 1991 a 83.1% en 1996 y a 80.7% en 1997. (Véase el gráfico 3.)

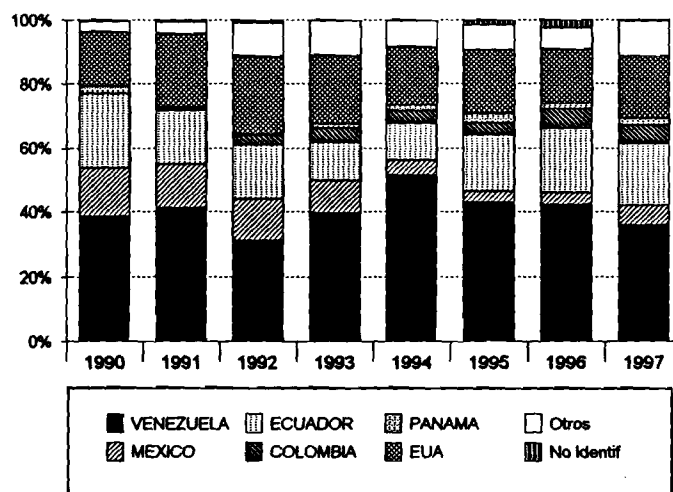
Aunque en 1997 Venezuela <sup>5</sup> continuó siendo el principal abastecedor de hidrocarburos al Istmo Centroamericano, su participación en el mercado se redujo significativamente, de 42.4% en 1996 a 36% al año siguiente. En este período avanzaron las participaciones de los Estados Unidos (de 17.1% a 19.5%) y México (de 3.7% a 5.9%), mientras que disminuyeron ligeramente las de Ecuador (de 19.9% a 19.3%) y Colombia (de 6.1% a 5.8%).

<sup>5</sup> Los productos limpios provenientes de Curaçao se consideran suministros venezolanos desde 1987, en razón de que la Refinería Isla fue arrendada durante 20 años por Petróleos de Venezuela.

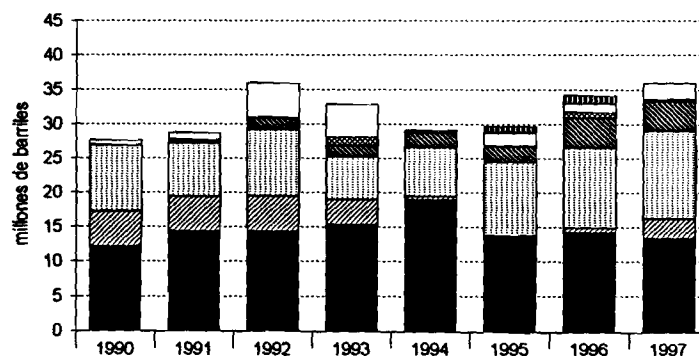
Gráfico 3

## ISTMO CENTROAMERICANO: PROCEDENCIA DE LAS IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS

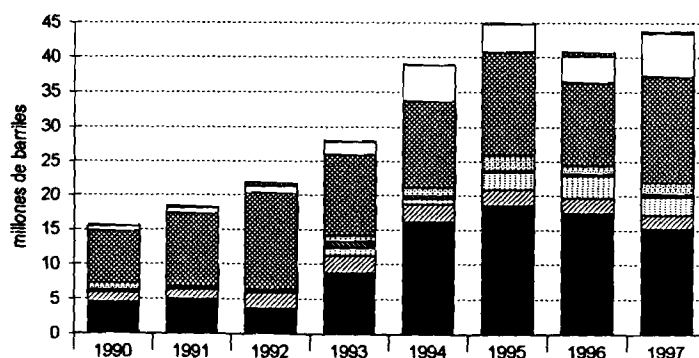
## Hidrocarburos Totales



## Crudo y Reconstituido



## Derivados



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Si sólo se toma en cuenta el crudo, sin los derivados del petróleo reconstituido, se observa que la participación de México sufrió una caída vertiginosa, de 44.9% en 1988 a sólo 2% en 1996; sin embargo, en 1997 se revierte la tendencia y este país alcanza 8.7% de participación. Desde 1994 las escasas exportaciones de crudo mexicano al Istmo Centroamericano se habían limitado casi exclusivamente a Costa Rica; en contraste, durante 1997 los destinatarios de los 2.8 millones de barriles exportados fueron Nicaragua, Panamá y, en menor medida, El Salvador. Por otra parte, de 1996 a 1997 las exportaciones de petróleo venezolano a la región se redujeron de 12.5 a 11.3 millones de barriles, lo que implicó una disminución de su participación en el mercado de 41.5% a 34.6%, mientras que las del ecuatoriano se elevaron de 11.7 a 12.8 millones de barriles, superando a Venezuela y manteniendo una participación de 39%. En los años recientes, el mercado centroamericano para el crudo ecuatoriano ha estado constituido por El Salvador, Nicaragua y, sobre todo, Panamá, mientras que para el colombiano lo ha sido en mayor grado Costa Rica. Ahora bien, en 1997 Ecuador fue la principal fuente de suministro de petróleo para El Salvador (75%) y Panamá (62%), en tanto que Venezuela lo fue para Guatemala (100%, igual que años anteriores), Costa Rica (61%) y Nicaragua (35%).

Respecto de los derivados del petróleo, incluyendo los correspondientes al reconstituido, Venezuela ha mantenido la supremacía, excepto en 1991 y 1992 cuando fue superado por los Estados Unidos.<sup>6</sup> La importación total de derivados aumentó de 44.8 millones de barriles en 1996 a 47.1 millones en 1997. En este período la participación de Venezuela se redujo de 42.9% a 37% y la de los Estados Unidos se incrementó de 27.9% a 32.4%, debido principalmente a cambios en las fuentes de abastecimiento de Honduras. Cabe mencionar que en el último año Trinidad y Tabago tuvo mercado en los seis países de la región y llegó a ocupar el tercer lugar en el suministro, con una participación que evolucionó de 0.6% en 1995 a 5.7% en 1997. En este año, Venezuela abasteció aproximadamente dos tercios de las importaciones de derivados de Costa Rica, la mitad de Guatemala y Nicaragua y la cuarta parte los otros países; por su parte, los Estados Unidos suministraron poco más de la mitad de los derivados importados en Honduras y Panamá, la cuarta parte en El Salvador y Guatemala, y proporciones menores en el resto.

En 1997 continuó la disminución del peso de México en el abastecimiento de gas licuado de la región, ya que cubrió sólo la cuarta parte de las importaciones, mientras que en 1996 significó aproximadamente un tercio, y llegó a 50% en los años anteriores. Guatemala (89%) y Costa Rica (7%) fueron los destinos principales de las exportaciones mexicanas de gas licuado al Istmo Centroamericano. Estas transacciones permitieron cubrir cerca de dos tercios de las importaciones de este producto en el primer país y sólo 14% en el segundo (en este último la proporción había sido de 90% durante el primer quinquenio de los noventa).

---

<sup>6</sup> El papel de Venezuela como gran abastecedor de derivados al Istmo Centroamericano durante los últimos años tiene relación con el incremento, en volumen y proporción, de la producción de refinados livianos. En esto influyeron las fuertes inversiones en unidades de desintegración catalítica; la flexicoquización y alquilación en sus principales refinerías; la mayor disponibilidad de crudos ligeros y medianos, y el arrendamiento por 20 años de la refinería de Curaçao.

### c) Los precios de importación en la región

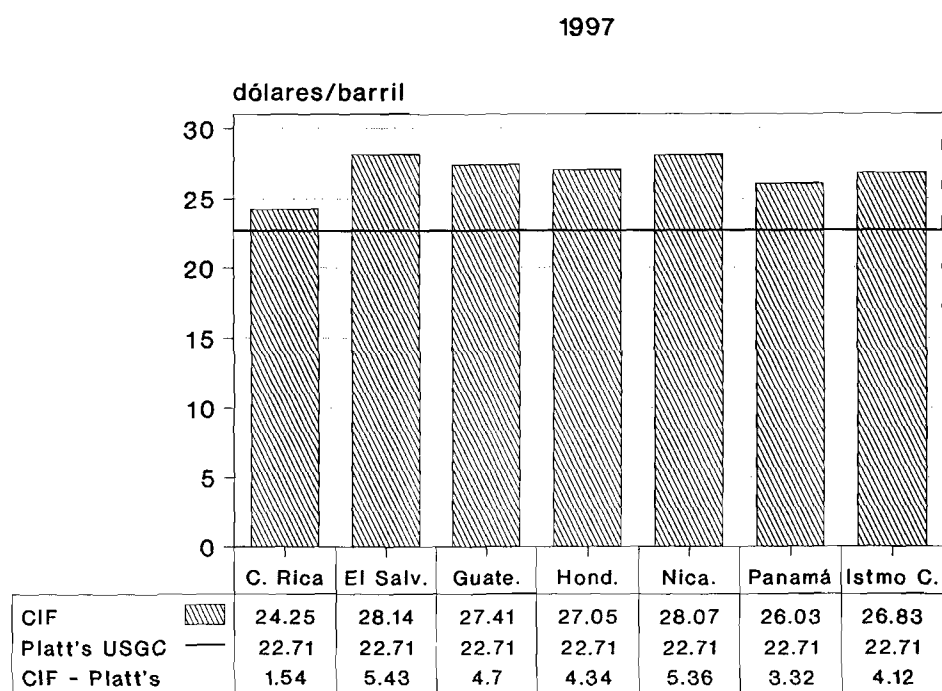
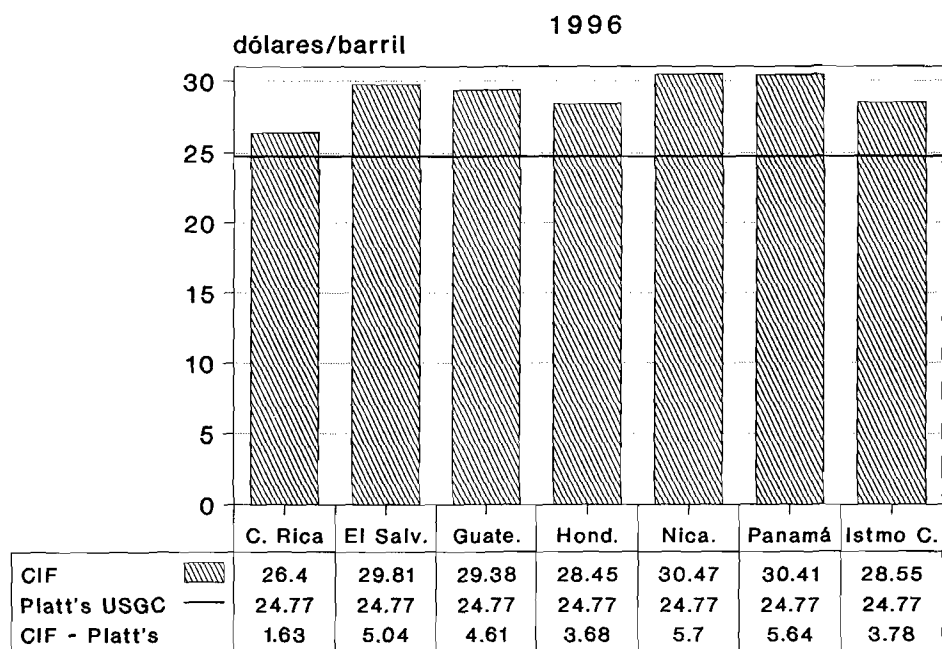
Existen variaciones considerables entre los precios pagados por los países de la región, así como diferencias en los valores de flete para los mismos tipos de crudo o derivados recibidos de las mismas fuentes durante cada período. Evidentemente, en cierto grado éstas son atribuibles a las fluctuaciones de los precios en el mercado mundial del petróleo y en los fletes marítimos, motivadas sobre todo por la oferta y la demanda, según las circunstancias políticas y económicas. Estas variaciones —que ocurren diariamente— se reflejan en el costo de las compras individuales que no se realizan en las mismas fechas. Además, el monto de fletes depende de las distancias entre las fuentes de abastecimiento y los puertos de destino, así como de los volúmenes transportados. Sin embargo, es importante señalar que se observan diferencias sistemáticas entre los seis países en los precios fob pagados, que se han comentado en documentos anteriores.

En cuanto a los derivados del petróleo, tomando como ejemplo el diesel —producto de mayor importación—, continúa destacando Costa Rica, cuya empresa estatal ha realizado compras a un precio fob más bajo que el promedio del Istmo Centroamericano, y muy cercano al precio Platt's para la Costa del Golfo de los Estados Unidos, además de pagar fletes muy competitivos. (Véase el gráfico 4.)

Durante los primeros años de la década de los noventa los precios de los derivados del petróleo en los mercados internacionales habían mostrado una tendencia hacia la baja. En 1995 y, especialmente, en 1996 se elevaron los precios promedio anuales. Sin embargo, en 1997 se inicia un nuevo período de tendencia decreciente. En el mercado de la Costa del Golfo de los Estados Unidos las reducciones en el último año fueron de 7.9% para el diesel y las querosinas, 1.8% para la gasolina premium y 7.5% para el *fuel oil*. Este ambiente se reflejó en los precios cif pagados en el Istmo Centroamericano, con decrementos de 6%, 7.4%, 2%, y 1.6%, respectivamente, para los productos antes mencionados. Con relación al total de petróleo y derivados adquiridos en la región, durante 1997 se pagaron 1.21 dólares por barril menos que en 1996, lo que equivale a una disminución de 5% en los precios cif.

Por otra parte, entre 1991 y 1995 se apreciaron los productos pesados respecto de los ligeros en los mercados internacionales. En efecto, la relación de precios entre el *fuel oil* de 3% de azufre y el promedio de la gasolina regular y el diesel se elevó de 40% en el primer año citado a 66% en el segundo. Posteriormente se invirtió ligeramente la tendencia, bajando la relación de precios antes mencionada a 62% en 1996 y a 61% en 1997. La mayor valorización de los productos pesados con respecto a los ligeros ha significado un mejor desempeño económico de las refinerías locales que, por ser de tipo *hydroskimming*, producen grandes proporciones de combustibles residuales.

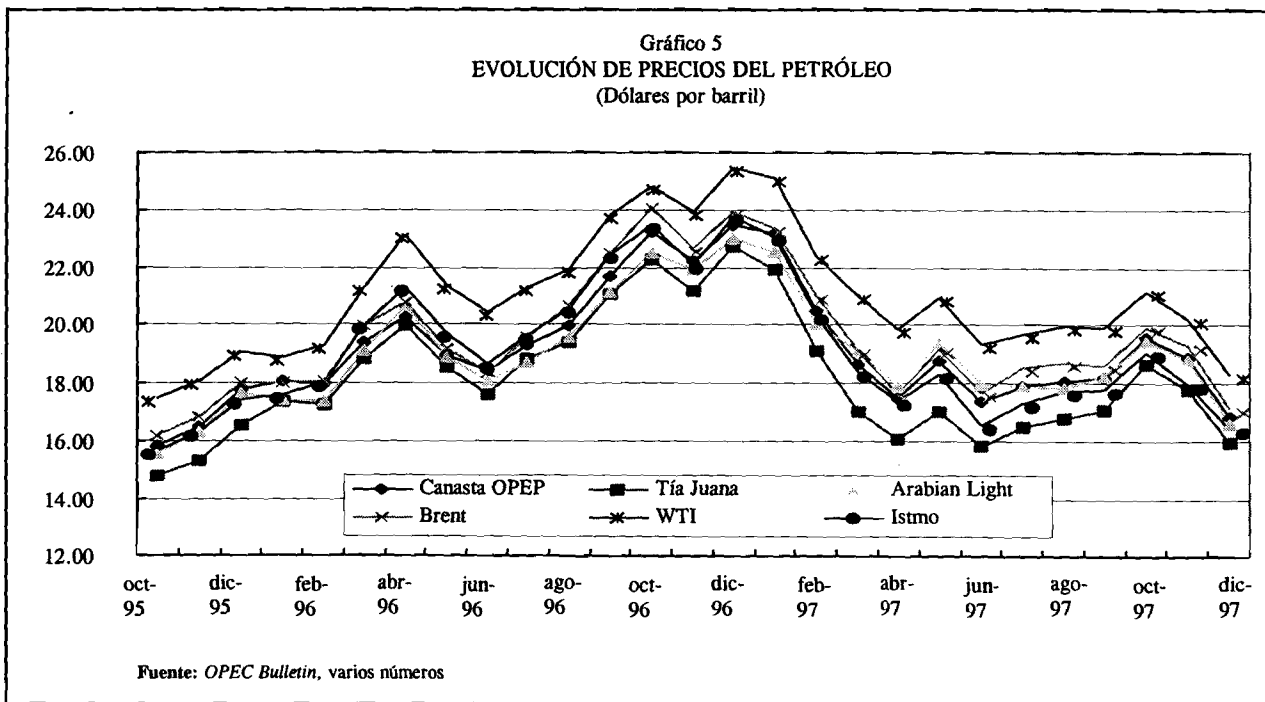
Gráfico 4  
ISTMO CENTROAMERICANO:  
PRECIOS CIF DEL DIESEL IMPORTADO



## II. EL MERCADO MUNDIAL DEL PETRÓLEO EN 1997

### 1. El comportamiento de los precios del petróleo

Como se anticipaba en el último informe, después de que los precios del petróleo crudo en el mercado internacional alcanzaran valores máximos entre octubre de 1996 y enero de 1997 —como resultado más de la especulación que de las condiciones de la oferta y la demanda—, los precios comenzaron a disminuir rápidamente (véase el gráfico 5). Ese movimiento se debe fundamentalmente a la desaparición de los factores que motivaron la tendencia alcista durante 1995 y 1996, a saber, por un lado, a la incertidumbre sobre el regreso de Irak al mercado, que ha sido postergado en repetidas ocasiones y, por el otro, a la voluntad de los refinadores en los países industrializados, especialmente en los Estados Unidos, de mantener inventarios reducidos, ya que esperaban aprovechar la “inminente” caída de los precios del crudo que se observaría luego de la entrada masiva de más crudo al mercado, que sin embargo tardó mucho tiempo en materializarse. Una vez que Irak entró al mercado y se incrementaron los inventarios, se desvaneció el poder de mercado de los especuladores. Nuevamente el mercado *spot* y el de futuros vuelven a observar tendencias globalmente similares.



Durante 1997 los precios observaron tres tendencias bien definidas (véase el cuadro 4):

a) Entre enero y abril se registró una baja espectacular, durante la cual el barril de crudo marcador West Texas Intermediate —WTI (40 °API)— perdió más de 5 dólares por barril, pasando de 25.15 a 19.84 dólares. Entre los factores explicativos a esa baja se cuentan una abundante oferta, una menor utilización de las refinerías debido a la temporada de mantenimiento de instalaciones, y un invierno clemente que tendió a deprimir la demanda de productos pesados e incrementar los inventarios de productos ligeros.

b) Entre abril y octubre los precios se mantuvieron relativamente estables. Hacia finales de septiembre y durante octubre observaron una ligera alza con motivo de la proximidad del invierno y el aumento de las tensiones en el Medio Oriente; durante esos meses el WTI fluctuó aproximadamente entre 19 y 21 dólares por barril.

Cuadro 4

## EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE CRUDOS MARCADORES

(Dólares por barril)

	1996			1997						
	Oct.	Nov.	Dic.	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.
Canasta OPEP	23.28	22.23	23.51	23.19	20.48	18.64	17.46	18.76	17.37	17.86
Tía Juana (32.4° API)	22.30	21.20	22.74	21.91	19.09	17.00	16.09	17.02	15.83	16.49
Arabian Light (34.2° API)	22.54	21.91	23.05	22.58	20.03	19.11	17.87	19.35	17.95	17.85
Brent (38.0° API)	24.09	22.69	23.94	23.41	21.01	19.11	17.55	19.13	17.61	18.51
WTI (40.0° API)	24.86	23.97	25.47	25.15	22.40	20.98	19.84	20.95	19.33	19.65
Istmo (32.8° API)	23.53	22.11	23.78	23.12	20.29	18.35	17.32	18.29	16.53	17.28
							Variaciones			
	1997								1997-	1997-
	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	1996	1997	1996 a/	1996 b/	
Canasta OPEP	18.06	18.16	19.54	18.84	16.84	20.23	18.68	-1.55	-7.7	
Tía Juana (32.4° API)	16.75	17.08	18.63	17.75	15.96	19.58	17.38	-2.20	-11.2	
Arabian Light (34.2° API)	17.79	18.21	19.42	18.81	16.58	18.85	18.71	-0.14	-0.7	
Brent (38.0° API)	18.69	18.58	19.88	19.24	17.14	20.63	19.06	-1.57	-7.6	
WTI (40.0° API)	19.96	19.89	21.15	20.19	18.29	22.14	20.56	-1.58	-7.1	
Istmo (32.8° API)	17.71	17.77	19.04	17.92	16.41	20.59	18.26	-2.33	-11.3	

Nota: La densidad de los crudos está referida al sistema API.

a/ Absoluta.

b/ Porcentual.



c) En noviembre se inicia una espectacular caída que se ha prolongado hasta 1998. Las principales causas son, por un lado, la expectativa de nuevos incrementos en la oferta proveniente de Medio Oriente, el nuevo techo de producción definido por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) —que pasó de 25,033 a 27,500 millones de barriles por día a partir del 1 de enero de 1998—, y la posibilidad de una tercera fase del acuerdo “petróleo por alimentos” entre la ONU e Irak; por el otro, la desaceleración de la demanda debido a las turbulencias financieras en el sudeste asiático, que alcanzaron su momento más importantes con la estrepitosa caída de los principales indicadores bursátiles de la región hacia finales del mes de octubre, así como la clemencia del invierno en el hemisferio occidental.

A lo largo del año, el barril del crudo WTI perdió 7.2 dólares, ya que en diciembre de 1996 se cotizó en promedio en 25.5 dólares, su máximo valor después de la Guerra del Golfo, pero en diciembre de 1997 había caído a 18.3 dólares, lo cual significa una pérdida del 28.2%. Por su parte, la canasta de crudos OPEP perdió 6.7 dólares, al pasar de 23.5 a 16.8 dólares por barril. En el caso de los crudos de México y Venezuela, la disminución entre esos mismos meses fue más importante: 31% para el crudo Istmo (32.8°API) y 29.8% para el Tía Juana Light (32.4°API). En promedio anual, en 1997 el WTI se cotizó en 20.6 dólares por barril, nivel 7.1% inferior al que se alcanzó en 1996, cuando se situó en 22.14 dólares por barril. Las diferencias de precios entre crudos son notables, pues mientras la canasta de la OPEP cayó 7.7%, el Tía Juana Light lo hizo en 11.2% y el Istmo en 11.3%.

La demanda mundial alcanzó los 73.6 millones de barriles diarios, lo que significa 3.1% más que la cifra registrada en 1996 (véase el cuadro 5). El ritmo de crecimiento fue lento (1.2%) en los países pertenecientes a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo (OCDE), y notablemente más elevado en los países fuera de esa organización (5.6%). La oferta creció más rápidamente (3.5%) que la demanda y alcanzó 74.4 millones de barriles diarios. La producción de los países de la OPEP observó un incremento aún más importante (5.8%) y se situó en 27.3 millones de barriles, un nivel ligeramente inferior al techo aprobado en la Conferencia de Jakarta el mes de diciembre. Como la demanda no fue suficientemente alta para absorber el petróleo adicional de Irak y de otros países, los precios no pudieron mantenerse por encima de los 20 dólares por barril. Durante todo el año la oferta superó a la demanda, lo que generó un aumento en el nivel de los inventarios y gestó las condiciones para la caída espectacular de los precios a partir de noviembre.

## **2. Eventos relevantes en los países abastecedores del Istmo**

### **a) Venezuela**

La producción aumentó sustancialmente, con un promedio de 3.2 millones de barriles diarios, lo cual significa 8.1% más que en 1996. Las reservas crecieron aún más rápidamente (+10.5%), pasando de 64,878 a 71,669 millones de barriles. Las reservas de gas se situaron en 143 terapiés cúbicos. La capacidad de refinación permaneció sin cambios (1,177,000 barriles por día).

Cuadro 5  
EVOLUCIÓN DEL MERCADO MUNDIAL

(Millones de barriles por día)

	1993	1994	1995	1996	1997	1997				1997/1996 (MMb)	1997/1996 (porcentajes)
						1T	2T	3T	4T		
Demanda	67.3	68.3	69.7	71.4	73.6	73.7	72.1	73.3	75.1	2.2	3.1
OCDE	39.0	40.0	40.4	41.2	41.7	41.9	40.8	41.6	42.7	0.5	1.2
Resto del mundo	28.3	28.3	29.3	30.2	31.9	31.8	31.3	31.7	32.4	1.7	5.6
Oferta	67.8	68.5	69.8	71.9	74.4	74.1	73.7	74.3	75.7	2.5	3.5
OPEP	24.5	24.7	25.0	25.8	27.3	27.0	27.0	27.4	27.9	1.5	5.8
Otros a/	42.8	43.6	44.7	45.7	46.2	46.7	45.2	45.9	47.3	0.5	1.1
Diferencia b/	0.5	0.2	0.1	0.4	0.9	0.4	1.5	1.0	0.5	0.5	125.0

Fuente: OPEC Bulletin, varios números.

a/ Incluye GNL de la OPEP.

b/ Almacenamiento y destino no identificado.

PDVSA diseñó un plan de reestructuración interna que se puso en marcha el 1 de enero de 1998. El eje central del plan consiste en alinear las principales unidades operativas por línea de negocios.<sup>7</sup> Lagoven, Maraven y Corpoven, filiales integradas verticalmente, desaparecerán para dar paso a PDV Exploración y Producción, PDV Manufacturas y Comercio y PDV Servicios. En una primera etapa se acordó la fusión administrativa de las refinerías Amauri y Cardón, actualmente bajo control de Lagoven y Maraven, lo cual dará lugar a la formación del complejo refinador más grande del mundo. Gracias al incremento de la eficiencia y la productividad derivada de la reestructuración, se esperan ahorros por unos 10,000 millones de dólares.

El proceso de apertura al sector privado siguió adelante. En junio se realizó la tercera ronda de licitaciones para la exploración y desarrollo de campos petroleros marginales. Participaron 200 empresas y se logró obtener más de 2,000 millones de dólares. Con dichas subastas se pretende colocar al país dentro de los tres primeros lugares en producción y exportación de petróleo en el mundo. Se espera que la producción alcance 6.6 millones de barriles por día hacia finales de 2006, y que la inversión acumulada llegue a 30,000 millones de dólares.<sup>8</sup> Por otra parte, se tomó la decisión de privatizar Petroquímica de Venezuela (Pequiven), la cual goza del monopolio legal en esa actividad industrial. Adicionalmente, se planea desregular y liberalizar la refinación y comercialización de productos refinados, actualmente bajo control exclusivo de PDVSA.<sup>9</sup>

<sup>7</sup> Véase *Oil & Gas Journal*, "PDVSA launches first major organizational restructuring", 28 de julio de 1997.

<sup>8</sup> McKenna J., "North America firms compete for Latin America investments", *Oil & Gas Journal*, 23 de febrero de 1998.

<sup>9</sup> Bacher J. "South America's Southern Cone becoming integrated energy center", *Oil & Gas Journal*, 23 de febrero de 1998.

En el mes de agosto Venezuela y México decidieron renovar el Pacto de San José mediante el cual se suministra petróleo a los países de América Central y el Caribe, por un año más. Este pacto contempla el suministro de alrededor de 160,000 barriles diarios, en condiciones de financiamiento preferenciales.

PDVSA y Ecopetrol (Colombia) firmaron un acuerdo de cooperación en materia petrolera. En exploración y producción incluye el intercambio de información técnica de los campos petroleros venezolanos Guafita y La Victoria y los campos colombianos Caño-Limón, Mantenegro y Auraquilla. En las actividades de comercialización se evalúan las posibilidades de comercializar conjuntamente productos residuales; asimismo, se considera un posible acuerdo para la compraventa de crudos ligeros y medianos, gasolina, destilados y lubricantes.

#### **b) Estados Unidos**

La producción de petróleo continuó su suave caída y llegó a los 6.4 millones de barriles diarios, lo cual representa un 1% menos que el nivel alcanzado en 1996. No obstante, algunas señales indican que la producción podría comenzar a crecer ligeramente gracias a mejoras tecnológicas y un nuevo aumento de la producción costas afuera en el Golfo de México. Por lo pronto, las reservas pasaron de 22,351,000 a 22,017,000 millones de barriles. Por el contrario, las reservas de gas aumentaron ligeramente, pasando de 165.1 a 166.5 Tpc.

El consumo alcanzó los 18.6 millones de barriles diarios, por lo que se tuvieron que importar 8.9 millones de barriles, equivalentes a 48% del consumo interno. Alrededor de la mitad de las compras foráneas provino de países de la OPEP. Los principales abastecedores fueron, en orden de importancia, Venezuela (1.7 MMbd), Canadá (1.5 MMbd), Arabia Saudita (1.4 MMbd) y México (1.4 MMbd).

La capacidad de refinación aumentó sensiblemente (3.5%), alcanzando los 15,898,380 barriles diarios. Los mayores incrementos se observaron en el ámbito de las unidades de tratamiento hidrocatalítico (+7.6%), destilación al vacío (3.8%) y *cracking* catalítico (2.3%). Por su parte, las unidades de reformado catalítico disminuyeron 1.8%. En octubre de 1997, Mobil y PDVSA firmaron un acuerdo para compartir la propiedad de la refinería de Chalmette (170,000 bd) en Luisiana. Antes de esa toma de participación, PDVSA poseía capacidad de refinación por alrededor de un millón de barriles diarios.

#### **c) Ecuador**

La producción de petróleo observó un ligero aumento de 0.3% y alcanzó los 385,000 barriles diarios; la mayor parte proviene de la región oriental, en las inmediaciones del Amazonas. Las reservas de petróleo y gas permanecieron sin cambios: 2,115 millones de barriles y 3.7 Tpc, respectivamente. La empresa pública Petroecuador, que produce la mayor parte del petróleo en el país, espera realizar inversiones por alrededor de 2,000 millones de dólares en las actividades de exploración y producción, entre los años 1998 y 2000; el objetivo es aumentar la producción hasta 470,000 barriles diarios. Sin nuevas inversiones el país se convertirá en importador neto de

petróleo hacia el año 2010. Cabe destacar que en la actualidad alrededor del 45% de la producción, unos 118,000 barriles diarios, se exporta hacia los Estados Unidos.

En diciembre el gobierno otorgó un contrato por 164 millones de dólares al Cuerpo de Ingenieros del Ejército para incrementar la capacidad de transporte del oleoducto transecuatoriano, de 330,000 a 410,000 barriles diarios. Dicho oleoducto conecta la región oriental con el puerto Esmeraldas en el Océano Pacífico.

En junio comenzó la ampliación de la refinería de Esmeraldas (90,000 barriles diarios), incluyendo la reconstrucción de una planta de conversión catalítica (16,000 barriles diarios) para procesar crudo más pesados (24°API en lugar de 28°API), así como la expansión de la capacidad de destilación a 160,000 barriles diarios para obtener productos de mejor calidad e incrementar la producción de gasolinas sin plomo. Existen planes para expandir la capacidad de refinación de los complejos de la Libertad y Amazonas, con capacidades actuales de 47,000 y 10,000 barriles diarios, mediante la privatización. Cabe destacar que el mercado interno de productos petrolíferos está creciendo a una tasa anual promedio del 15%.

#### **d) México**

La producción se elevó a 3 millones de barriles por día, lo cual representa un aumento de 2.2% respecto del nivel alcanzado en 1996. Como consecuencia del proceso de certificación internacional, casi 9,000 millones de barriles de petróleo dejaron de considerarse dentro del rubro reservas probadas, por lo que descendieron a 40,000 millones de barriles. A su vez, las reservas de gas se redujeron en casi 4 Tpc, para quedar en 63.9 Tpc.

Se inauguró el complejo hidrosulfurizador de residuales, en la refinería de Tula, Hidalgo, con una capacidad de producción de 42,000 barriles diarios de combustóleo de bajo contenido de azufre. El complejo se complementa con una planta de alquilación y otra de isomeración de pentanos y hexanos cuyo propósito es mejorar la calidad de las gasolinas. Con la puesta en marcha de ese complejo concluyó el programa del paquete ecológico de esa refinería, cuyo costo total ascendió a 1,370 millones de dólares. Una vez concluido ese proyecto se lanzó un programa similar de modernización y reconfiguración de la refinería de Cadereyta, el cual contempla, entre 1997 y 1999, la construcción de 10 nuevas plantas de proceso, y la ampliación de otras 10 que se encuentran en operación; la inversión estimada será de 1,200 millones de dólares. Con ello, Petróleos Mexicanos (PEMEX) podrá refinar más crudo pesado, competir con las mejores refinerías de la Costa del Golfo de los Estados Unidos, así como atender más eficientemente la expansión de mercados en el norte del país. La capacidad total de refinación se estableció en 1,520,000 barriles diarios.

El 1 de febrero entró en servicio un ducto de gas licuado de 12 pulgadas de diámetro y 233 km de longitud que atraviesa el Istmo de Tehuantepec y enlaza directamente las terminales de Pajaritos en el Golfo de México y Salina Cruz en el Pacífico, lo cual elimina la necesidad de transportar el GLP que se produce en el sureste a través del Canal de Panamá, para ser consumido a lo largo de la costa mexicana del Pacífico. Al mismo tiempo, ese ducto fortalece la posición competitiva de PEMEX en Centro y Sudamérica. Su capacidad de transporte es de 30,000 barriles diarios, pero puede ampliarse a 60,000 barriles diarios.

Adicionalmente, se iniciaron dos megaproyectos río arriba: por un lado, el desarrollo de la Cuenca de Burgos en la región norte, que permitirá incrementar la producción de gas no asociado y, por el otro, la recuperación mejorada mediante inyección de nitrógeno en el yacimiento supergigante Cantarell, localizado en la Sonda de Campeche. Con ambos proyectos se espera una producción adicional de 1,600 millones de pies cúbicos diarios. Las autoridades esperan que la participación de gas natural en la industria eléctrica pase de 17.6% en 1996 a más de 57% en 2006. Con ese objetivo PEMEX ha establecido una meta de producción de 6,200 millones de pies cúbicos en el año 2000.

### **III. LA COOPERACIÓN REGIONAL EN EL SUBSECTOR HIDROCARBUROS**

#### **1. Proyecto CEPAL/República Federal de Alemania para el mejoramiento del abastecimiento de hidrocarburos, Fase VI**

La CEPAL y la República Federal de Alemania, por conducto de la Agencia Alemana de Cooperación (GTZ), suscribieron a fines de 1986 un convenio de cooperación para la realización de un proyecto orientado a mejorar el abastecimiento de hidrocarburos al Istmo Centroamericano. Durante 1997 se continuó ejecutando la fase VI, habiéndose desarrollado las siguientes actividades.

##### **a) Apoyo al fortalecimiento institucional del CCHAC y a las direcciones de hidrocarburos**

La ratificación del Convenio Constitutivo del Comité de Cooperación de Hidrocarburos de América Central (CCHAC) en el ámbito de las Direcciones Generales de Hidrocarburos se logró en febrero de 1997, al haberse recibido la notificación de Panamá. Posteriormente, la Secretaría de dicho Comité solicitó a las mencionadas direcciones se iniciara el proceso de aprobación en cada uno de los países firmantes del convenio; sin embargo, durante el año no se reportó ningún avance al respecto. Un hecho importante a este respecto fue el acuerdo de los Presidentes del Istmo Centroamericano relacionado con la racionalización de los entes de integración y la constitución de una secretaría única. El efecto de esta decisión sobre la futura institucionalización del CCHAC es difícil de evaluar hasta el momento.

Por otro lado, los Directores Generales de Hidrocarburos, la Secretaría del CCHAC y la CEPAL estuvieron participando activamente en la elaboración de los documentos que el BID requería para presentar el Programa de cooperación en hidrocarburos a la Reunión de Donantes de Bruselas. Adicionalmente, la CEPAL presentó a la GTZ una propuesta de proyecto sobre la armonización de las especificaciones de GLP en el Istmo Centroamericano y la República Dominicana.

Sobre la base de un acuerdo de la VIII Reunión Regional, la CEPAL, con apoyo del consultor internacional del proyecto, preparó una actualización del análisis comparativo de leyes de importación y comercialización de hidrocarburos en la región, el cual fue presentado durante el seminario que se realizó en Tegucigalpa, en octubre de 1997.

##### **b) Informes estadísticos del subsector hidrocarburos**

Durante el año pasado, la CEPAL publicó los informes estadísticos correspondientes al primer semestre y el anual de 1996. Adicionalmente, el experto en la base de datos concluyó los trabajos relacionados con el diseño y mejoramiento de la base de datos.

**c) Estudio anual sobre la situación del abastecimiento petrolero en el Istmo Centroamericano**

Los funcionarios de la CEPAL y los consultores del proyecto prepararon el informe anual de abastecimiento de hidrocarburos de 1996, con base en los datos proporcionados por las Direcciones Generales de Hidrocarburos o sus equivalentes; el informe fue publicado en septiembre de 1997.

**d) Preparación de un estudio especial anual**

El tema del estudio especial seleccionado, conforme a una resolución de la VIII Reunión Regional, fue: "reglamento modelo de medio ambiente para el subsector hidrocarburos". Para este fin, se contrató a un consultor que presentó su informe a comienzos de septiembre de 1997. Adicionalmente, ante la relevancia del tema, se contrató otro consultor para elaborar un estudio sobre "Referencias para determinar el costo de suministro de productos petroleros en América Central y el Caribe". El informe final de este estudio fue presentado durante la IX Reunión Anual del Proyecto.

**e) Seminario sobre temas de importancia para el subsector hidrocarburos**

El informe del estudio especial anteriormente citado fue discutido en el seminario realizado en Tegucigalpa, Honduras, los días 1 y 2 de octubre de 1997. El proyecto financió la participación de dos representantes por país, y contó con la asistencia de todos los países del Istmo Centroamericano. Adicionalmente participó un representante de la República Dominicana.

**f) Reunión Regional anual del proyecto**

La IX Reunión Regional del Proyecto se llevó a cabo en la ciudad de Panamá, Panamá, el 30 de octubre de 1997, con la participación de representantes de todos los países de la región, funcionarios de la CEPAL y el BID, así como el consultor internacional del proyecto. En la reunión, los Directores conocieron los resultados de la reunión del Grupo Consultivo Regional (BID), realizada en Bruselas, en octubre de 1997, relacionados con la decisión del BID de financiar, a través de la Facilidad de Cooperación Técnica del FOMIN, el módulo del Programa correspondiente a la armonización e integración del mercado de hidrocarburos en el Istmo Centroamericano, así como la decisión de la República Federal de Alemania de financiar los módulos del mismo programa correspondientes a la protección ambiental y el uso racional de hidrocarburos. Adicionalmente, los Directores presentaron la situación de los mercados petroleros nacionales y se discutió el programa de actividades del proyecto para el período 1997-1998. El representante del BID informó sobre el grado de avance en la formulación del proyecto tomado por el BID, de acuerdo con sus procedimientos internos.

## 2. V Reunión del CCHAC

La V Reunión anual del CCHAC se llevó a cabo en la ciudad de Panamá, Panamá, el día 31 de octubre de 1997, un día después de la IX Reunión Anual del Proyecto. En este encuentro, los Directores Generales de Hidrocarburos o sus equivalentes revisaron el grado de avance de los respectivos procesos de aprobación del Convenio Constitutivo del CCHAC en las instancias legislativas y/o ejecutivas del gobierno de cada uno de los países. Adicionalmente hicieron un reconocimiento especial al consultor del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) a cargo de la formulación del proyecto "Armonización e integración del mercado de hidrocarburos en América Central". Con respecto a este proyecto, los Directores recomendaron al BID que mantuviera el mismo enfoque pragmático, equilibrado y flexible que ha venido aplicando en las seis fases del proyecto CEPAL/República Federal de Alemania. Asimismo solicitaron que la Secretaría del CCHAC visitara al Responsable de la Secretaría General del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA) para abordar el tema del Convenio Constitutivo del CCHAC y la coordinación entre ambas instancias. Por otro lado, se agradeció la participación de una delegación de la República Dominicana, y se instó a sus representantes a mantener su presencia en este tipo de reuniones.



#### IV. LOS AVANCES EN LA TRANSFORMACIÓN DEL SUBSECTOR HIDROCARBUROS

Los países de la región continuaron durante 1997 con sus esfuerzos de transformar el subsector, consolidando los cambios que se iniciaron en años anteriores. Un hecho importante fue la aprobación de leyes de comercialización y/o suministro en Guatemala y Nicaragua, lo que redujo a dos el número de países de la región donde todavía no se habían aprobado las respectivas leyes de importación y/o comercialización de los hidrocarburos. A continuación se presenta una breve reseña de las principales acciones acaecidas en cada uno de los seis países en los últimos años, particularmente en el pasado: <sup>10/</sup>

##### 1. Costa Rica

La situación en este país no registró modificaciones en 1997 en cuanto a la importación y refinación de petróleo crudo, ni a la importación y distribución a granel de derivados, a cargo del monopolio estatal Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE). Sin embargo, se notan los primeros resultados de la aplicación del Reglamento para la Regulación del Transporte y Acarreo de los Derivados del Petróleo (Decreto No. 24813 del 23 de noviembre de 1995) y del Reglamento para la Regulación del Sistema Nacional de Comercialización de Combustibles (Decreto No. 24865 del 20 de diciembre de 1995), los cuales aprobaron un conjunto de medidas destinadas a facilitar la participación del sector privado en el transporte, la distribución y el almacenamiento del petróleo y sus derivados. En ese sentido, durante 1996 la empresa Unigas inició operaciones de distribución de GLP, mientras que la empresa ELF empezó la construcción de sus instalaciones de envasado en Cartago. En noviembre del año pasado, esta empresa comenzó a brindar el servicio de distribución de dicho combustible.

A pesar de que en Costa Rica no existe un mercado libre para la importación, y de que no hay competencia en la cadena de suministro, las estadísticas muestran que RECOPE continúa comprando el crudo y los derivados en el mercado internacional, a los precios más bajos del Istmo Centroamericano. Por ejemplo, el precio promedio de compra (fob) de diesel de dicha empresa fue 10.2% inferior al de los otros cinco países, lo cual significó para Costa Rica un ahorro de aproximadamente 2.32 dólares por barril importado, equivalente a 6.9 millones de dólares, sólo por concepto de este combustible, que representó 39% de las importaciones de derivados (véase de nuevo el gráfico 4).

Durante 1997 se eliminó totalmente la venta de gasolinas con plomo, y en lo que al diesel se refiere, RECOPE superó ese mismo año su compromiso de bajar el nivel de azufre a 0.5% a partir de 1998, con promedios en 1997 de 0.35%; lo anterior se dio sin afectar los precios al consumidor final. En ese mismo año se concluyó el programa de ampliación de la capacidad de almacenamiento y la reestructuración administrativa de RECOPE, a fin de que, apoyada en un proceso de

---

<sup>10</sup> Para tener un recuento histórico más detallado de las reformas implementadas en el subsector hidrocarburos de la región en los últimos años, véase el *Informe sobre abastecimiento de hidrocarburos, 1995* (LC/MEX/L.317), 21 de octubre de 1996.

aseguramiento de la calidad, sea la primera empresa pública de servicios en Costa Rica que logre una certificación de la calidad bajo las normas internacionales ISO-9000.

Con el fin de recertificar la calidad de los combustibles distribuidos, RECOPE suscribió convenios con la Universidad de Costa Rica, para aprovechar los recursos de sus laboratorios. De esta forma, el control de calidad lo ejercen, además de RECOPE y el Ministerio de Economía, estos laboratorios especializados.

En lo que se refiere al marco institucional, la Ley 7593 del 28 de marzo de 1996 transformó el antiguo Servicio Nacional de Electricidad en un ente autónomo, independiente del Poder Ejecutivo, denominado Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. La nueva institución determina, entre otros, los precios de venta a granel y al consumidor final de los derivados del petróleo, así como las tarifas y los márgenes de utilidad de servicios relacionados, con base en sus costos, considerando un margen razonable para inversiones. Una decisión importante de la Autoridad Reguladora durante 1997 fue el establecimiento de precios regulados para las ventas de GLP, ya que anteriormente las empresas distribuidoras habían cuestionado esa capacidad del ente regulador.

Con respecto a la exploración petrolera, conviene mencionar que en 1997 el Ministerio de Ambiente y Energía (MINAPE) hizo pública la licitación de 25 bloques, habiendo comprado los documentos 12 empresas, de las cuales sólo una había completado toda la información a fines del año.

## 2. El Salvador

Entre las medidas de los últimos años destaca la promulgación del Acuerdo Ministerial No. 46, del 28 de enero de 1994, el cual establece el Sistema de Precios de Paridad de Importación, y del Acuerdo No. 279, del 26 de mayo de 1995, que prohíbe, a partir del 1 de julio de 1996, la importación y comercialización de todo tipo de gasolina (excepto la de aviación) con contenidos superiores a 0.05 gramos de plomo por galón.

El proyecto de la Ley General de Energía, Minas e Hidrocarburos, elaborado y revisado varias veces durante los últimos años, está todavía pendiente de aprobación en la Asamblea Legislativa. En la misma situación se encontraban las normas y especificaciones de calidad de combustibles. El Ministerio de Economía, por medio de la Dirección de Hidrocarburos, mantiene sus funciones de ente regulador y encargado de la fiscalización del subsector.

A partir de agosto de 1995, la firma Coastal Technology Salvador inició las operaciones en su nueva terminal en Acajutla, con la importación de *fuel oil* y diesel para abastecer la planta de generación de electricidad (80 MW) de su subsidiaria Nejapa Power Company, y para el suministro a otros consumidores industriales. Al mismo tiempo se iniciaron las operaciones del nuevo plantel de Tropigás de El Salvador, ubicado en San Juan Opico, departamento de La Libertad, con una capacidad de 7,857 barriles; este plantel se dedica a la importación, envasado y venta de GLP. La empresa refinadora RASA de C.V. puso en funcionamiento, durante 1996, dos nuevos tanques para petróleo y gasolina premium, respectivamente, con una capacidad de 324,000 barriles, además de la instalación de una nueva línea submarina para crudos. Adicionalmente, el Ministerio de Economía ha autorizado a una empresa de productos alimenticios para importar propano vía terrestre durante los dos últimos años.

En 1996 se inició la construcción de una nueva terminal marítima para la importación de GLP, que pertenece a la empresa Terminales de Gas del Pacífico, localizada en Punta Gorda, Departamento de La Unión, de la cual entraron en servicio el año pasado 20 tanques horizontales para GLP, con una capacidad de 47,600 barriles. Adicionalmente, en diciembre de 1997 iniciaron las operaciones de 3 tanques adicionales de la Terminal Texaco, en Acajutla; la capacidad adicional de almacenamiento es de 100,000 barriles, y el monto estimado de la inversión es de 6.3 millones de dólares, cantidad que incluye los tanques instalados en 1996. En agosto de 1997 la empresa Puma El Salvador inició trámites para que se autorice el funcionamiento de una terminal de importación, que por el momento cuenta con dos tanques de una capacidad de 110,000 barriles, los cuales se utilizarán para almacenar diesel.

### 3. Guatemala

En 1996, el nuevo Gobierno de Guatemala dio los primeros pasos para la reforma del marco legal de la exploración y explotación de petróleo, habiéndose elaborado una estrategia para la promoción de inversiones en la exploración de áreas ofrecidas a empresas internacionales. Adicionalmente, el Congreso de la República de Guatemala aprobó la Ley de Comercialización de Hidrocarburos, mediante el decreto número 109-97, publicado en el Diario de Centroamérica el 26 de noviembre de 1997. Esta ley cubre todos los aspectos relacionados con la cadena del suministro petrolero: importación, refinación y transformación, almacenamiento, transporte, estaciones de servicio y expendios de GLP, exportaciones, licencias, infracciones, sanciones y protección del medio ambiente. La aplicación de esta ley está encomendada al Ministerio de Energía y Minas, a través de la Dirección General de Hidrocarburos.

Con relación a los precios, la nueva ley establece que en caso de existir distorsión de ellos, el Ministerio de Energía y Minas podrá determinar y publicar precios de referencia, cuyo cálculo se basará en los precios de la Costa del Golfo de los Estados Unidos.

Además de las importaciones tradicionales de derivados realizadas por la empresa Esso, que utiliza las terminales de Puerto San José, así como por las empresas Shell y Texaco en Puerto Barrios, desde 1994 dos nuevas empresas locales (Quinta Compañía y Liquisa) iniciaron la importación de diesel en volúmenes pequeños por vía terrestre desde México. Posteriormente, la empresa destiladora de alcoholes Darsa y la siderúrgica Sidegua comenzaron a importar *fuel oil* para consumo propio, la primera desde México y la segunda por vía marítima. La empresa Enron continúa importando *fuel oil* para su planta térmica flotante en Puerto San José, actividad que realiza desde diciembre de 1992. Otros nuevos importadores desde 1996, por vía terrestre, son los ingenios, los cuales importan *fuel oil* desde El Salvador, para consumo propio, así como las empresas distribuidoras Cemasa y Alkawenker. La primera importa diesel y la segunda gasolina regular y diesel, ambas desde México. Durante 1997 se inició la construcción de una importante terminal de importación de Copensa, en Puerto Quetzal.

Como se puede observar, en Guatemala ha habido un incremento importante en el número de actores que operan en el mercado petrolero nacional, lo cual puede facilitar en el futuro las condiciones de competencia en el suministro de hidrocarburos en este país.

#### 4. Honduras

El proceso de reforma del subsector hidrocarburos en Honduras se inició en 1992, mediante un mecanismo de ajuste automático de precios basado en el concepto de paridad de importación, pero tomando en cuenta los precios *posting* del Caribe, los cuales son superiores a los precios del mercado de la Costa del Golfo de los Estados Unidos. Esta primera etapa de la reforma tuvo un efecto importante, pues la empresa Texaco cerró su refinería y la convirtió en terminal de almacenamiento de combustibles, para la importación de productos refinados. Posteriormente, la empresa Dippsa instaló terminales en Tela (Petrotela) y en San Lorenzo (Petrosur, que fue operada por la Esso hasta octubre de 1997), ubicadas en las costas atlántica y pacífica, respectivamente. Adicionalmente, dos empresas privadas han obtenido licencias para importar directamente el combustible utilizado en sus plantas generadoras de electricidad; una de ellas, ELCOSA, ya lo hace, utilizando la infraestructura de almacenamiento de Texaco en Puerto Cortés. Estas instalaciones también son utilizadas por las empresas Esso y Shell para importar productos. Por su parte, otra empresa de generación eléctrica, EMCE, alquila una terminal municipal localizada en Puerto Cortés para la importación de sus requerimientos de combustible. Esta terminal se usaba anteriormente para asfalto.

La Comisión Administradora del Petróleo (CAP), creada en 1983 y adscrita al Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, continuó ejerciendo sus funciones en relación con el cálculo y control de los precios de los derivados. En enero de 1996 entró en vigencia el Acuerdo 222-95 que elimina del control de precios al turbocombustible, al *fuel oil* y al gas licuado, que se expende en envases de 100 libras o más. Durante ese mismo año, la CAP elaboró las siguientes modificaciones a la fórmula de precios: i) definición de un mecanismo de ajuste automático de los precios de combustibles cada 15 días, a partir del mes de mayo (Acuerdo 80-96); ii) eliminación del sistema de zonaje vigente desde 1973 para calcular los costos de transporte, aplicando en su lugar el costo real por kilómetro recorrido para cada lugar de abastecimiento (Acuerdo 112-96); iii) sustitución del Fondo de Compensación de Subsidios por el Diferencial Precio Petróleo (Acuerdo 126-96), y iv) reconocimiento en la fórmula de paridad de importación de un cargo por concepto de comisión en la apertura de cartas de crédito hasta un 2.4% (Acuerdo 203-96).

El proyecto de la Ley de Comercialización del Petróleo y sus Derivados iniciado en 1995 fue enviado al Congreso en septiembre de 1996, estando aún pendiente para su aprobación por el Poder Legislativo.

En septiembre de 1997, el Congreso Nacional aprobó el decreto No. 119-97, mediante el cual se exonera de pago de los impuestos arancelarios aplicables a la importación de derivados de petróleo que adquiera la empresa estatal de electricidad, así como las empresas privadas de generación eléctrica que vendan su producción a la primera. Al finalizar el mismo año, la empresa ELF firmó una alianza estratégica con la empresa Dippsa para la distribución de GLP, lo cual implica la ampliación de terminales para almacenamiento en San Lorenzo, en la costa del Pacífico.

## 5. Nicaragua

En noviembre de 1997, la Asamblea Nacional de Nicaragua aprobó la Ley de Suministros de Hidrocarburos (ley No. 277), la cual culmina un largo proceso de discusión y negociación entre los diferentes actores. En la ley se define el marco institucional, los aspectos relacionados con licencias y autorizaciones, las normas y especificaciones de calidad, la seguridad y protección al medio ambiente, el tratamiento de casos de emergencia y planes de contingencia, la promoción de la competencia, el régimen tributario y las disposiciones administrativas. La mencionada ley encarga al Instituto Nicaragüense de Energía su aplicación.

Durante el año pasado se emitió una nueva normativa sobre especificaciones técnicas de calidad de los productos derivados del petróleo, según la cual se reduce el contenido de azufre en el diesel de 0.6% a 0.5% en peso y se actualizan algunos métodos de análisis de los parámetros. Adicionalmente se emitió un Acuerdo Ministerial para normar la fabricación e importación de envases de GLP para uso doméstico.

En agosto de 1997, la empresa Shell inició la importación de diesel en pequeños volúmenes, utilizando sus instalaciones ubicadas en el puerto de Corinto. Adicionalmente, la empresa Esso ganó la licitación para el suministro de *fuel oil* a la Planta Nicaragua de la Empresa Nicaragüense de Electricidad.

Como resultado del proceso de liberalización iniciado en 1995, Petronic sigue participando en el abastecimiento del país como una empresa de giro netamente comercial. En 1995, la empresa rehabilitó y construyó tanques de una capacidad de 56,000 barriles en Puerto Corinto en la costa del Pacífico, y empezó a importar gasolina y diesel a partir de agosto de 1996, además de sus importaciones tradicionales en la costa del Atlántico.

Asimismo conviene mencionar que durante 1995 y 1996, respectivamente, se eliminaron los últimos subsidios para el *fuel oil* y el GLP. También en 1996 se emitieron acuerdos para la colocación obligatoria de rótulos informativos sobre precios en las estaciones de servicio; la aplicación de normas técnicas para el manejo y suministro de GLP, así como la prohibición para la producción, importación y comercialización de gasolina con plomo a partir de agosto de 1996.

## 6. Panamá

Como se sabe, en 1992 el gobierno firmó un nuevo contrato con la compañía Texaco para la Refinería Panamá, el cual otorgó inicialmente una tarifa de protección de 20% a los derivados del petróleo que se importen para el mercado doméstico y que pudieran haber sido producidos localmente. Esta tarifa decrece 1% anualmente hasta llegar a un mínimo de 5% para los productos limpios y 10% para el *fuel oil*, después de 15 y 10 años, respectivamente. Al mismo tiempo la empresa se obligó a invertir unos 84 millones de dólares en obras de expansión y modernización de la refinería, que se concluyeron de acuerdo con lo programado.

También en 1992 la ley estableció las zonas libres de petróleo que en 1997 llegaron a siete. Estas zonas son recintos cerrados con controles aduaneros en donde se pueden realizar actividades de importación, introducción, reexportación, almacenaje, refinación, trasiego, venta al mercado

doméstico y manipulación de petróleo crudo o semiprocado y cualquiera de sus derivados. Uno de los resultados de las zonas libres ha sido un aumento significativo en el volumen de ventas y el número de actores en el área del Canal. Actualmente existen 57 compañías registradas en la Dirección General de Hidrocarburos como importadoras, de las cuales 19 tienen permisos de usuarios para operar en las zonas libres de petróleo. En agosto de 1996 entró en funciones la terminal de gas licuado de Petroport, filial de Tropigas de Panamá, con lo cual esta empresa llegó a abastecer 54% del consumo nacional de este combustible en 1997.

El Gobierno de Panamá, mediante el Decreto de Gabinete No. 38 del 8 de agosto de 1997, liberó el Arancel de Importación de los Derivados de Petróleo y en su lugar estableció, mediante Ley No. 6 del 20 de enero de 1998, un impuesto al consumo de los combustibles y derivados de petróleo.

La Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Comercio e Industria continúa ejerciendo las funciones de regulación y fiscalización del subsector.